

Data Automation and Operations Management in Chihuido de la Sierra Negra Field*

Juan Inchauspe¹, Horacio Albarracín¹, Juan Tagliorette¹, Leandro Giannini¹, and Pablo Miguel¹

Search and Discovery Article #41641 (2015)**

Posted June 30, 2015

*Adapted from oral presentation given at AAPG Latin America Region, Geoscience Technology Workshop, Extending Mature Fields' Life Cycles: The Role of New Technologies and Integrated Strategies, Buenos Aires, Argentina, May 11-12, 2015

**Datapages © 2015 Serial rights given by author. For all other rights contact author directly.

¹YPF S.A., Argentina (juan.inchauspe@ypf.com)

Abstract

Chihuido de la Sierra Negra (ChSN) is one of the largest oil fields with water injection as a secondary recovery mechanism in Argentina. Water injection began in 1993 and proved to be highly successful, showing a current Recovery Factor near 40%, but also showing high water cut values (>96%) that became a major challenge for surface and subsurface teams. Around 1200 wells (producers + injectors) are active today in this field. Formation water is highly corrosive and prone to build up scales.

It is fundamental for field life to develop an integrated monitoring methodology to optimize well operations and maximize oil production. Every day an enormous amount of data is generated both from well interventions and production operations. Data gathering is highly automatized using a specially designed interface among corporate databases. With this tool, the time expended by the geoscientists and production engineers to gather data is minimized. In a matter of seconds data from wells are imported to Excel (e.g. rates, strings, perforations, well notes, formation tops, petrophysical properties, etc.).

Oil production and injection are forecasted for each well. Forecasted productions rates are compared weekly to actual values. Analysis is made by well or by group of wells (battery or zone). When an anomaly is detected, a working team analyzes the data to determine the main causes of the problem, and further activities are scheduled (from injection rate adjustment to replacement well proposal).

Activities which require large capital expenditures (e.g. when rigs are needed) are ranked according to two main parameters: reserves and success of well intervention. Both parameters are calculated well by well and an economic analysis is made using this data to assure that more profitable wells are on the top of the list. Finally, rigs are scheduled (weekly) to meet these list criteria.

Also, when new technologies are tested, the same economic analysis is made. If it meets corporate criteria, this procedure can be used to extend well (and field) life. Depending on well condition, one or more solutions are required to restore injection (or production). Currently the following technologies are being used:

- Annular space gel to seal casing leaks.
- Weak acid to remove scales.
- Casing patch as a technique to seal large casing leaks.
- Re-case existing wells with non-corrosive plastic pipes.

This integrated methodology has been applied since 2009 and has proved to be profitable under corporate requirements. Reserves are added every year due to the fact that the decline rate is maintained or even diminish.



YPF

Data automation and reservoir management

REGIONAL NQN RN

Juan Inchauspe
Horacio Albarracín
Juan Tagliorette
Leandro Giannini
Pablo Miguel
May-2015

Nota Legal

Declaración bajo la protección otorgada por la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 de los Estados Unidos de América (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Este documento contiene ciertas afirmaciones que YPF considera constituyen estimaciones sobre las perspectivas de la compañía (“forward-looking statements”) tal como se definen en la Ley de Reforma de Litigios Privados de 1995 (“Private Securities Litigation Reform Act of 1995”).

Dichas afirmaciones pueden incluir declaraciones sobre las intenciones, creencias, planes, expectativas reinantes u objetivos a la fecha de hoy por parte de YPF y su gerencia, incluyendo estimaciones con respecto a tendencias que afecten la futura situación financiera de YPF, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, sus resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volumen de producción, comercialización y reservas, así como con respecto a gastos futuros de capital, inversiones planificados por YPF y expansión y de otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos. Estas declaraciones pueden incluir supuestos sobre futuras condiciones económicas y otras, el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio. Estas declaraciones no constituyen garantías de qué resultados futuros, precios, márgenes, tasas de cambio u otros eventos se concretarán y las mismas están sujetas a riesgos importantes, incertidumbres, cambios en circunstancias y otros factores que pueden estar fuera del control de YPF o que pueden ser difíciles de predecir.

En el futuro, la situación financiera, ratios financieros, operativos, de reemplazo de reservas y otros, resultados operativos, estrategia de negocio, concentración geográfica y de negocio, volúmenes de producción y comercialización, reservas, gastos de capital e inversiones de YPF y expansión y otros proyectos, actividades exploratorias, intereses de los socios, desinversiones, ahorros de costos y políticas de pago de dividendos, así como futuras condiciones económicas y otras como el precio del petróleo y sus derivados, márgenes de refino y marketing y tasas de cambio podrían variar sustancialmente en comparación a aquellas contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones. Factores importantes que pudieran causar esas diferencias incluyen pero no se limitan a fluctuaciones en el precio del petróleo y sus derivados, niveles de oferta y demanda, tasa de cambio de divisas, resultados de exploración, perforación y producción, cambios en estimaciones de reservas, éxito en asociaciones con terceros, pérdida de participación en el mercado, competencia, riesgos medioambientales, físicos y de negocios en mercados emergentes, modificaciones legislativos, fiscales, legales y regulatorios, condiciones financieras y económicas en varios países y regiones, riesgos políticos, guerras, actos de terrorismo, desastres naturales, retrasos de proyectos o aprobaciones, así como otros factores descriptos en la documentación presentada por YPF y sus empresas afiliadas ante la Comisión Nacional de Valores en Argentina y la Securities and Exchange Commission de los Estados Unidos de América y, particularmente, aquellos factores descriptos en la Ítem 3 titulada “Key information– Risk Factors” y la Ítem 5 titulada “Operating and Financial Review and Prospects” del Informe Anual de YPF en Formato 20-F para el año fiscal finalizado el 31 de Diciembre de 2013, registrado ante la Securities and Exchange Commission. En vista de lo mencionado anteriormente, las estimaciones incluidas en este documento pueden no ocurrir.

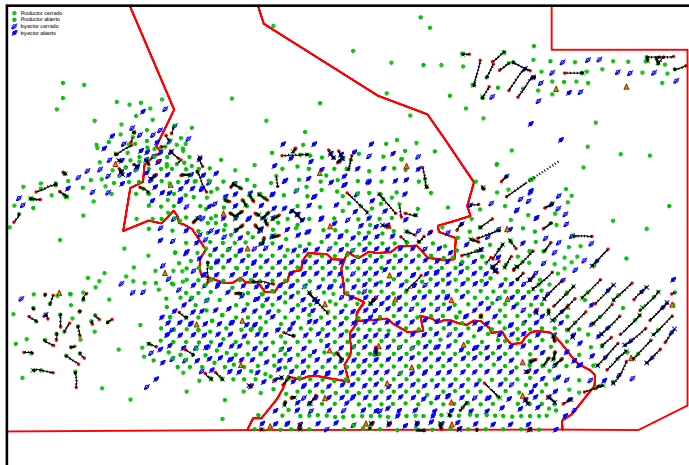
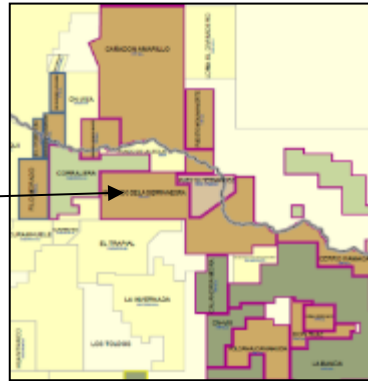
Excepto por requerimientos legales, YPF no se compromete a actualizar o revisar públicamente dichas estimaciones aún en el caso en que eventos o cambios futuros indiquen claramente que las proyecciones o las situaciones contenidas expresa o implícitamente en dichas estimaciones no se concretarán.

Este material no constituye una oferta de venta de bonos, acciones o ADRs de YPF S.A. en Estados Unidos u otros lugares.

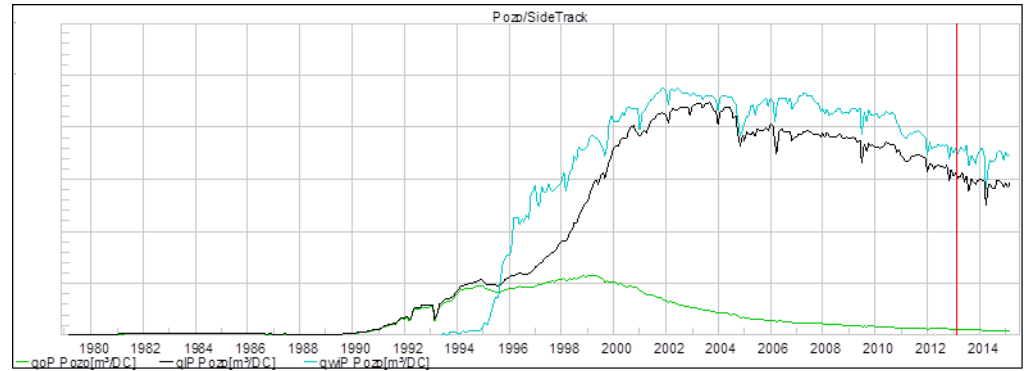
- **INTRODUCTION**

- › Data acquisition
 - › CNR, what is it?
 - › Importing data with CNR
 - › CNR value
- › Target value
 - › Fluid rates & water injection forecast
- › Actual values vs forecast
 - › Types of comparison
 - › Weekly scheduled comparison
- › Trends and anomalies Analysis
 - › Bubble maps
 - › Dashboards
 - › Reservoir monitoring
- › Decision Making
 - › Surveillance using spreadsheets
 - › Actions Portfolio
 - › Actions: perform & control
- › RESULTS
- › CONCLUSIONS

Location and Summary

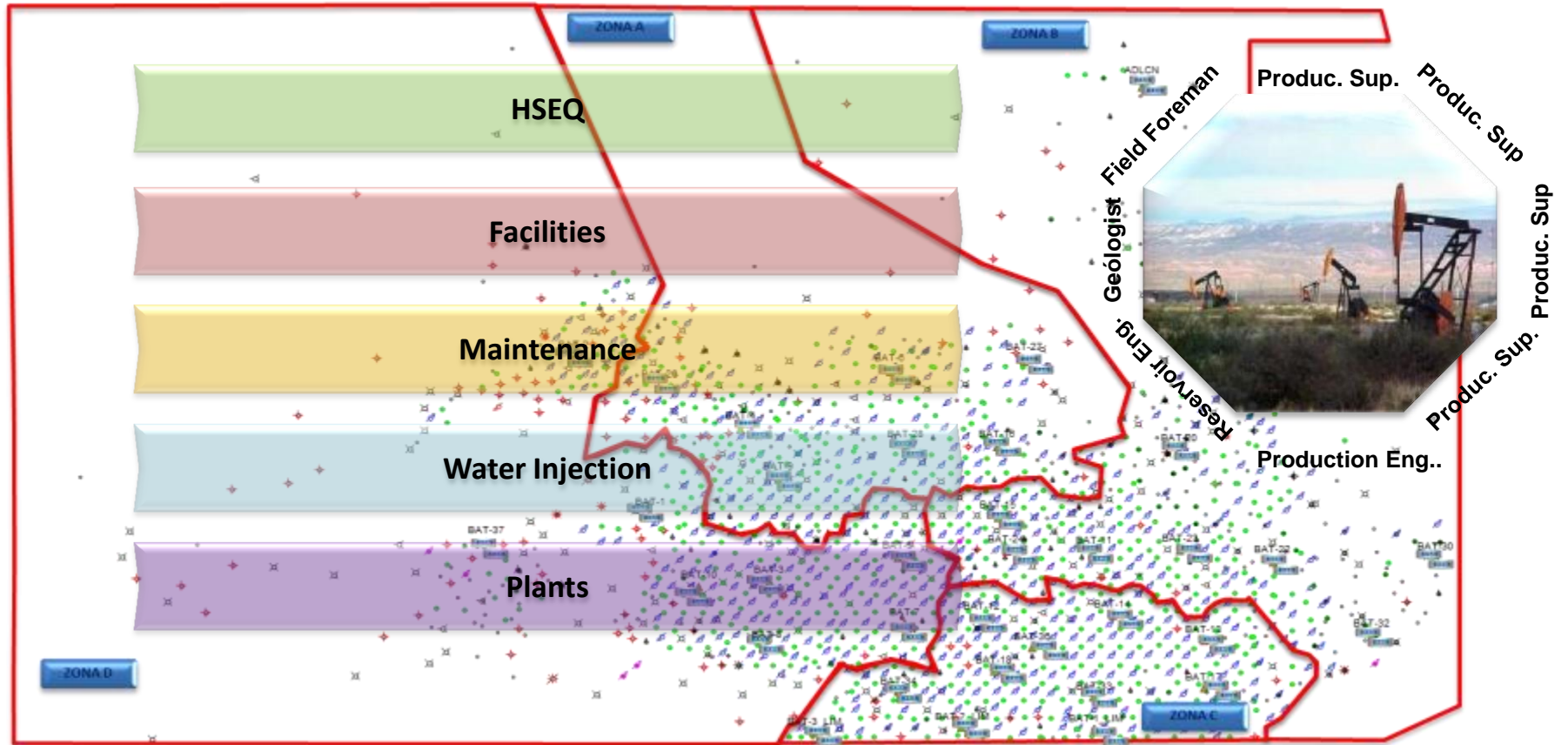


Fluid production & water injection – ChSN field



First oil (year)	1968
Liquid rate (m3/d)	58000
Water injection rate (m3/d)	70000
Oil rate (m3/d)	1980
Producer wells	650
Injection wells	440
OOIP (Mbbbl)	1400
RF (%)	40
Water cut (%)	>96

Asset organization



PROBLEM. High complexity of the field.

- Very mature field
- High water cut
- High quantity of wells
- Low well average production
- 4 layers in production – injection for each well
- Lots of information generated every day

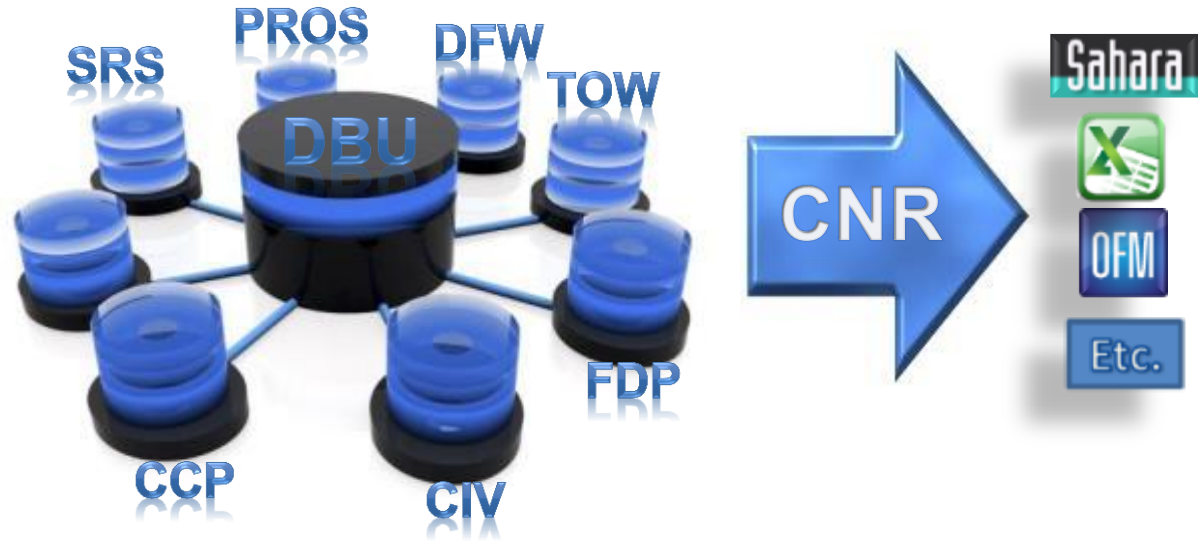
SOLUTION. A flexible system to catch and analyze information, and support decisions

- Easy and quick to upload information
- Integrated analysis
- Reservoir management

- INTRODUCTION
- **Data acquisition**
 - CNR, what is it?
 - Importing data with CNR
 - CNR value
- Target value
 - Fluid rates & water injection forecast
- Actual values vs forecast
 - Types of comparison
 - Weekly scheduled comparison
- Trends and anomalies Analysis
 - Bubble maps
 - Dashboards
 - Reservoir monitoring
- Decision Making
 - Surveillance using spreadsheets
 - Actions Portfolio
 - Actions: perform & control
- RESULTS
- CONCLUSIONS

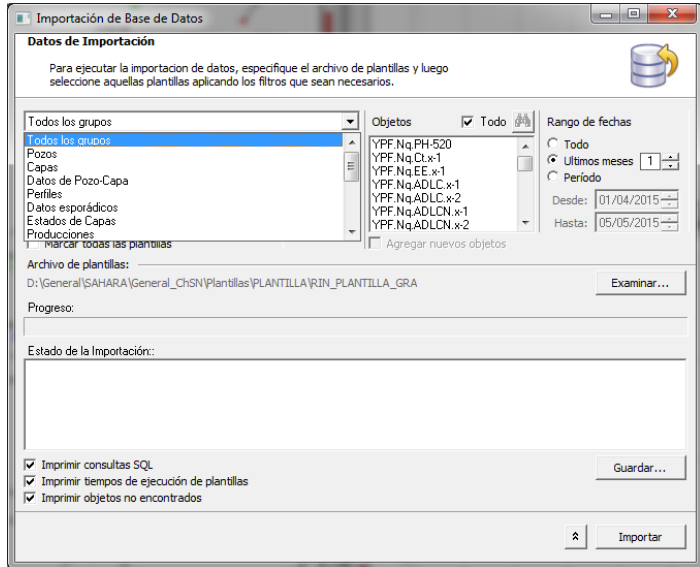
CNR, what is it?

- Basic well data: (xyz), name, province, field.
- Production data: daily & monthly prod & inj; WHP, fluid level, salinity. Annotations.
- Well Ops data: from drilling to abandonment
- Geology & Reservoir data: well tops, logs, petrophysics, etc.
- Scheduled water injection rates both by well or layer.
- Etc., etc. etc.

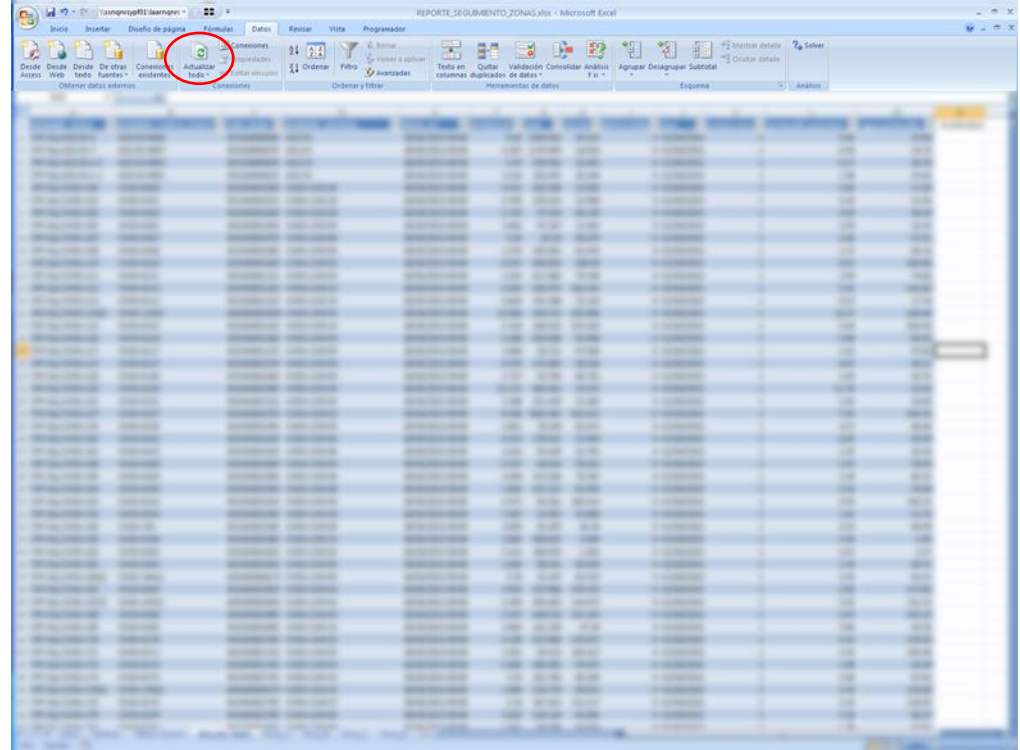


Importing data with CNR

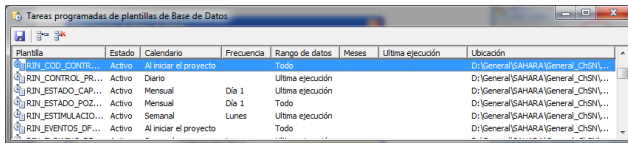
Data import to Sahara



Data import to Excel

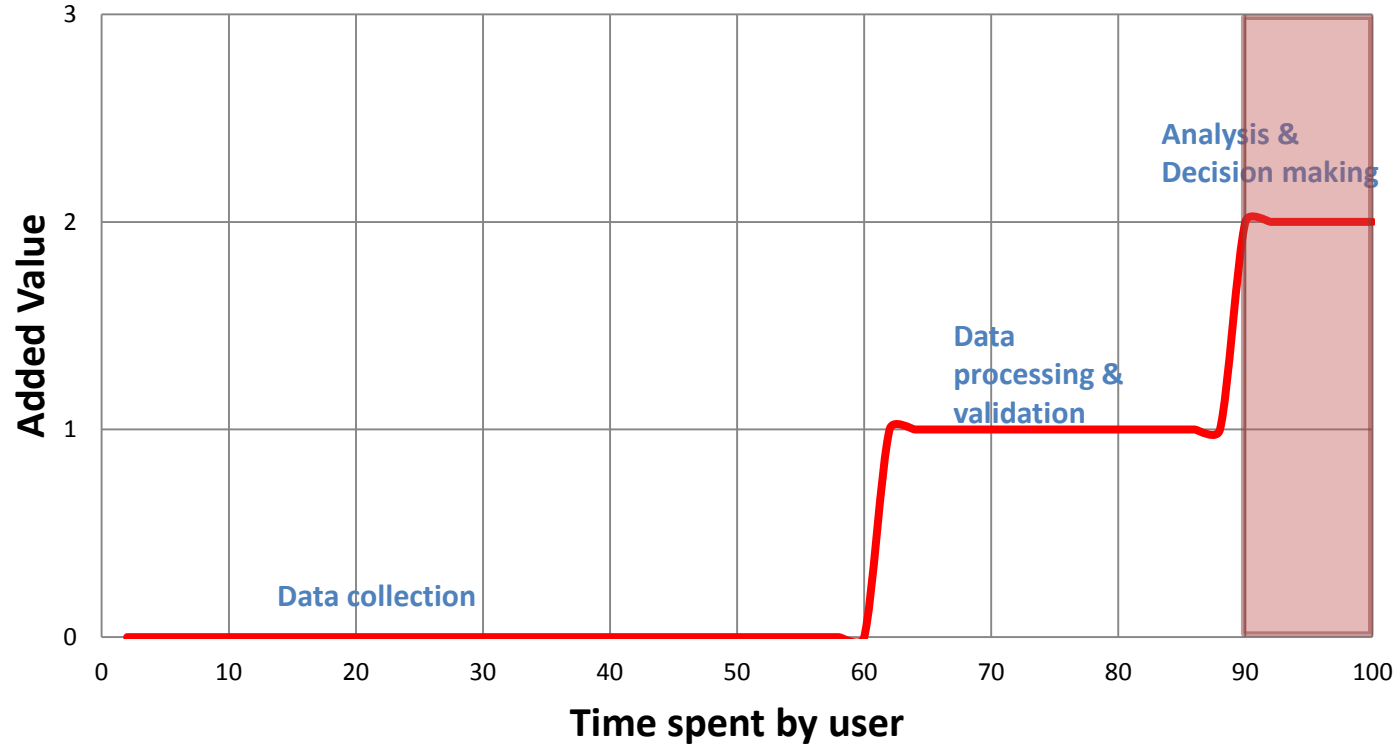


Scheduled Task automation with Sahara

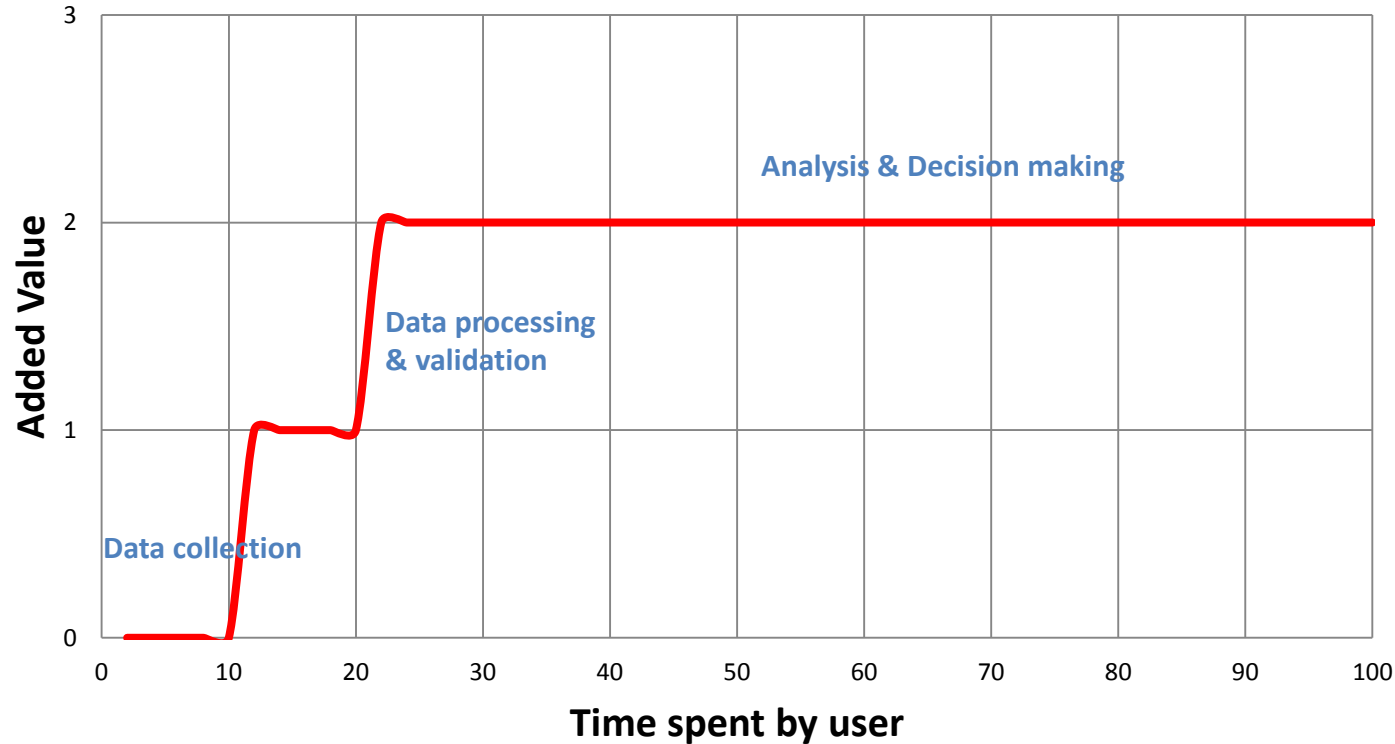


CNR value

Initial condition

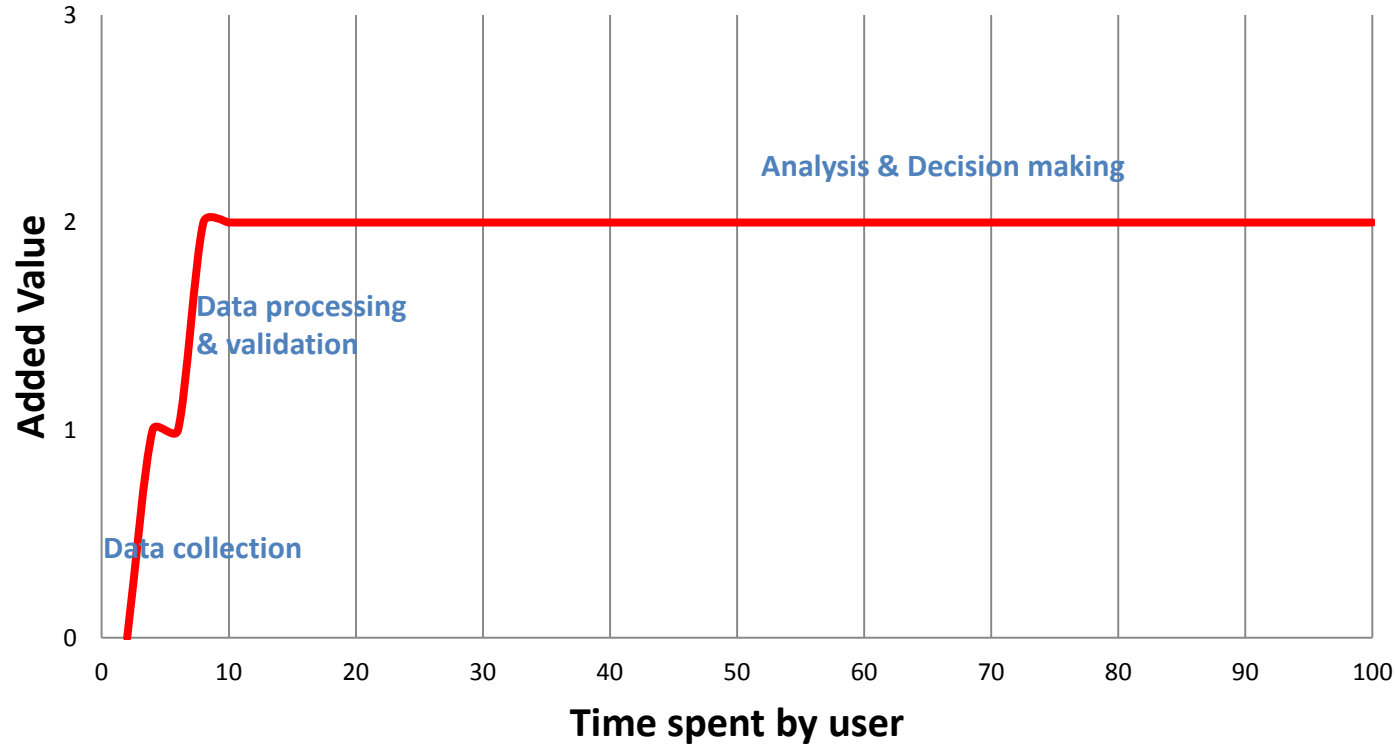


CNR Implementation



- Data quality assurance
- Corporate Solution to heterogeneous information management

Process optimization



- Data quality assurance
- Corporate Solution to heterogeneous information management

Index

- INTRODUCTION
- Data acquisition
 - CNR, what is it?
 - Importing data with CNR
 - CNR value
- **Target value**
 - **Fluid rates & water injection forecast**
- Actual values vs forecast
 - Types of comparison
 - Weekly scheduled comparison
- Trends and anomalies Analysis
 - Bubble maps
 - Dashboards
 - Reservoir monitoring
- Decision Making
 - Surveillance using spreadsheets
 - Actions Portfolio
 - Actions: perform & control
- RESULTS
- CONCLUSIONS

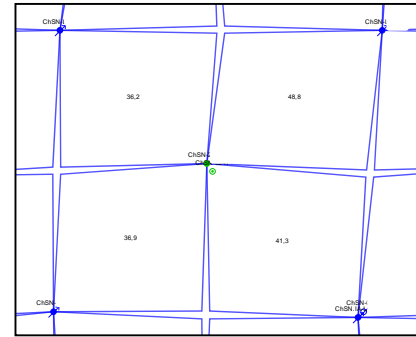
Fluid rates & water injection forecast

Forecast: oil well (liquid, oil)

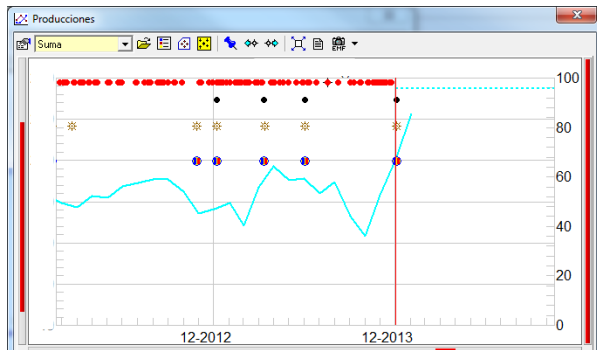


- CRM
- Simplex
- Material balance

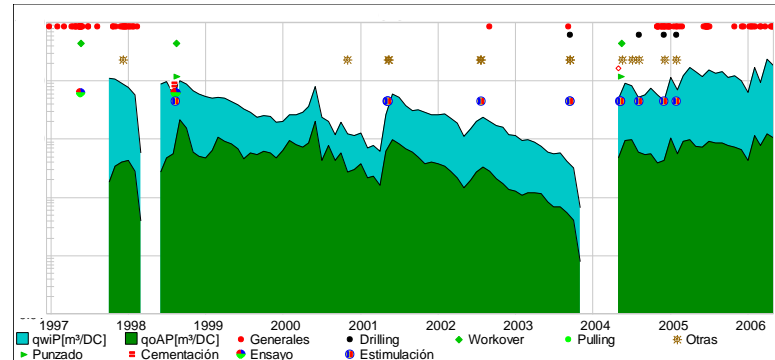
Adjust by layer



Forecast: injection well (total, layer)



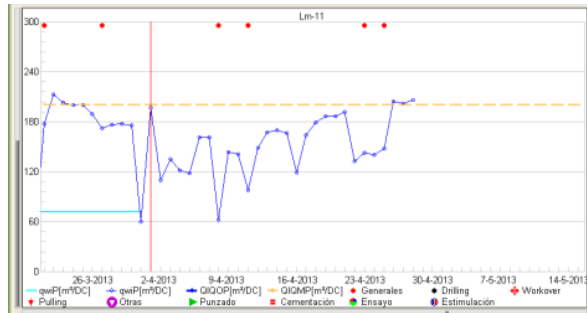
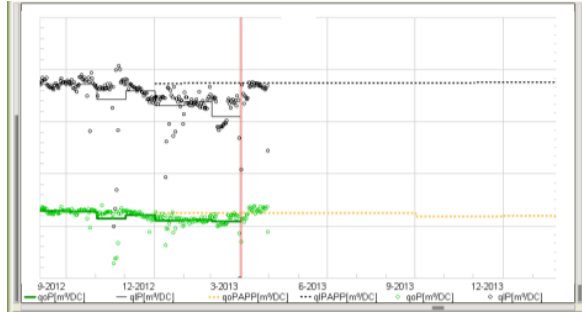
Oil production associated to water injector



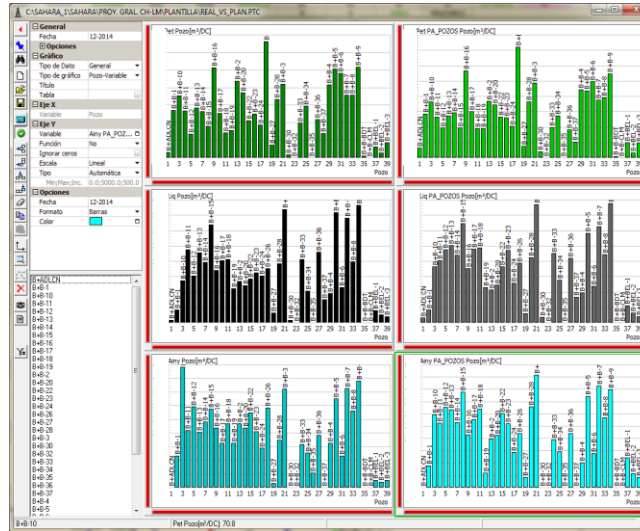
- INTRODUCTION
- Data acquisition
 - CNR, what is it?
 - Importing data with CNR
 - CNR value
- Target value
 - Fluid rates & water injection forecast
- **Actual values vs forecast**
 - **Types of comparison**
 - **Weekly scheduled comparison**
- Trends and anomalies Analysis
 - Bubble maps
 - Dashboards
 - Reservoir monitoring
- Decision Making
 - Surveillance using spreadsheets
 - Actions Portfolio
 - Actions: perform & control
- RESULTS
- CONCLUSIONS

Types of comparison

By well, daily

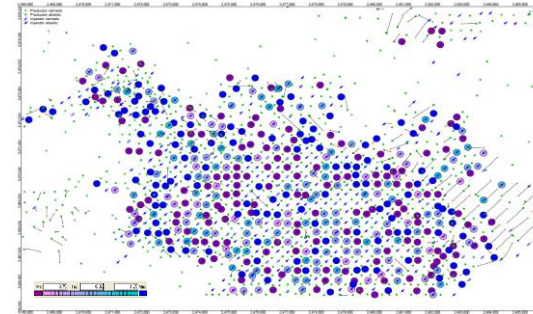


By groups, monthly

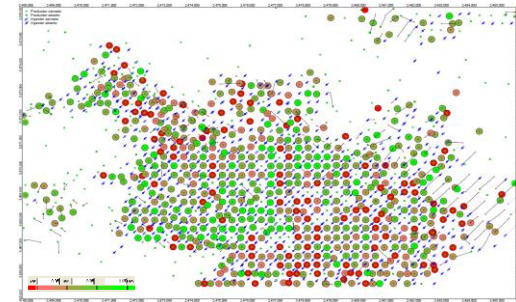


In bubble maps

PA14_inyeccion(real/plan)

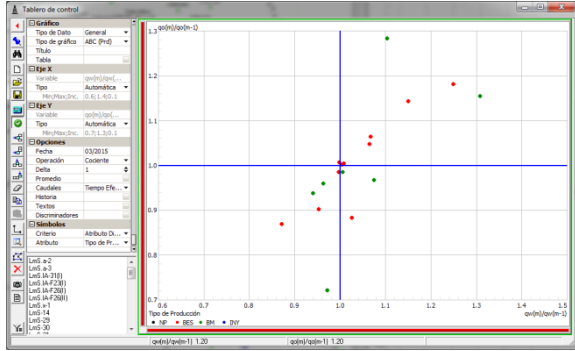


PA14_petróleo(real/plan)

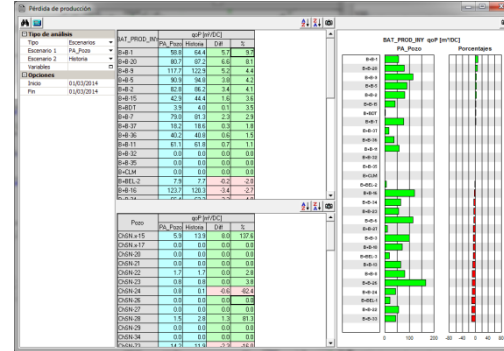


Weekly scheduled comparison

Oil rate vs last quarter average
Quicklook ABC Plot



Oil rate vs forecast
Analysis of anomalies



Pozo	Bateria	Neta promedio	neta última	bruta promedio	bruta última	Indice neta	Indice bruta	Diferencia neta	A revisar
002F-10-CMS1-04	CMS1-10-25	3.25	3.25	66.74	74.11	0.973	0.911	-1.09	Control
002F-10-CMS1-06	CMS1-10-25	4.01	3.93	46.83	43.13	0.932	0.909	-0.13	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	2.79	2.68	49.73	37.27	0.746	0.735	-0.14	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	3.27	4.72	10.25	9.10	0.988	0.938	-0.60	Control
002F-10-CMS1-02	CMS1-10-25	5.41	4.83	567.79	142.00	0.891	0.916	0.02	Control
002F-10-CMS1-09	CMS1-10-25	2.83	2.38	79.25	13.00	0.792	0.799	-0.56	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	4.45	4.21	28.71	27.68	0.981	0.981	-0.02	Control
002F-10-CMS1-03	CMS1-10-25	2.92	2.48	72.24	63.00	0.964	0.976	-0.08	Control
002F-10-CMS1-06	CMS1-10-25	2.61	2.78	67.55	56.00	0.922	0.933	-0.47	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	1.66	1.78	46.25	27.40	0.972	0.912	-0.28	Control
002F-10-CMS1-03	CMS1-10-25	2.20	1.73	27.82	23.00	0.961	0.979	-0.40	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	2.20	1.91	79.24	32.80	0.921	0.922	-0.40	Control
002F-10-CMS1-06	CMS1-10-25	2.41	1.99	22.61	13.93	0.821	0.924	-0.42	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	1.66	1.53	26.43	12.00	0.799	0.879	-0.28	Control
002F-10-CMS1-08	CMS1-10-25	1.66	1.41	40.41	17.80	0.821	0.924	-0.28	Control
002F-10-CMS1-02	CMS1-10-25	1.89	1.44	66.26	12.00	0.851	0.924	-0.28	Control
002F-10-CMS1-03	CMS1-10-25	2.04	1.83	23.74	31.00	0.997	0.999	-0.33	Control
002F-10-CMS1-04	CMS1-10-25	1.26	1.05	33.84	27.00	0.821	0.924	-0.28	Control
002F-10-CMS1-07	CMS1-10-25	2.88	2.72	71.22	63.00	0.921	0.919	-0.16	Control

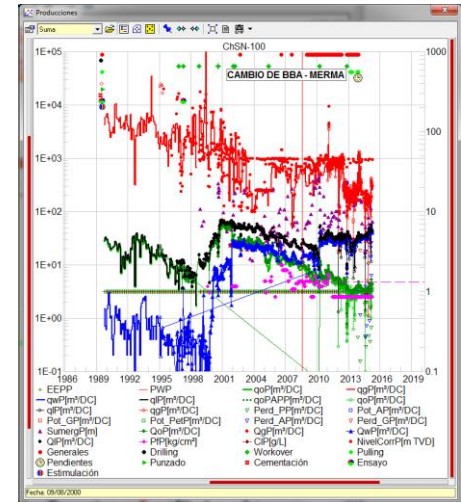
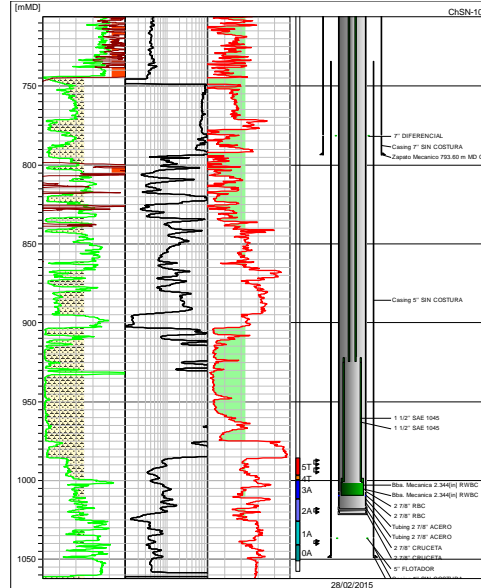
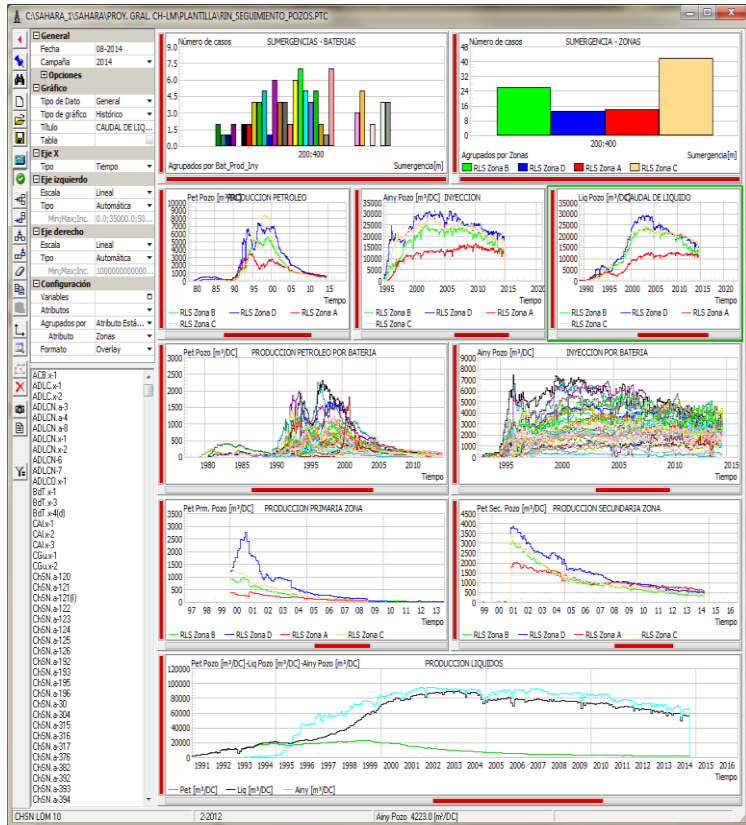
Neta PA	Neta alocada	Bruta PA	Bruta alocada	Indice neta	Indice bruta	Dif Neta	Dif Bruta	A revisar
2.2	2.4	42.4	71.2	0.85	0.94	-0.4	27.5	
2.2	2.1	22.0	26.0	0.93	0.92	-0.2	5.7	
2.8	1.7	61.2	21.8	0.80	0.76	-1.1	-1.6	Warn
4.7	2.9	5.5	4.3	0.83	0.77	-0.2	-1.2	Warn
4.4	4.2	146.0	14.1	0.84	0.97	-0.8	-4.8	
2.2	2.2	16.1	3.1	0.82	0.91	-0.2	-1.5	
5.3	3.1	49.1	15.4	0.82	0.80	-0.2	-2.0	Warn
2.0	2.0	71.2	67.3	0.93	0.93	-0.0	0.0	
1.7	1.7	64.3	61.8	0.94	0.99	-0.0	-2.9	
2.4	2.1	42.0	27.6	0.89	0.97	-0.2	-5.7	
2.8	1.9	71.2	27.6	0.87	0.86	-0.1	-1.6	Warn
4.1	1.8	62.1	22.2	0.80	0.91	-0.3	-3.0	Warn
1.8	1.7	19.1	17.8	0.97	0.99	-0.1	-0.1	
1.1	1.1	22.1	16.7	0.91	0.91	-0.0	-4.4	
1.8	1.1	24.8	15.4	0.87	0.86	-0.1	-1.6	Warn
1.4	1.2	62.1	10.3	0.86	0.81	-0.2	-1.2	
3.4	1.4	18.1	1.7	0.91	0.78	-1.1	-0.8	Warn
3.1	4.2	50.2	44.8	0.82	0.93	-0.9	-5.0	Warn
2.7	2.2	97.3	66.0	0.87	0.79	-0.4	-2.2	Warn

Identifies and quantifies anomalies weekly

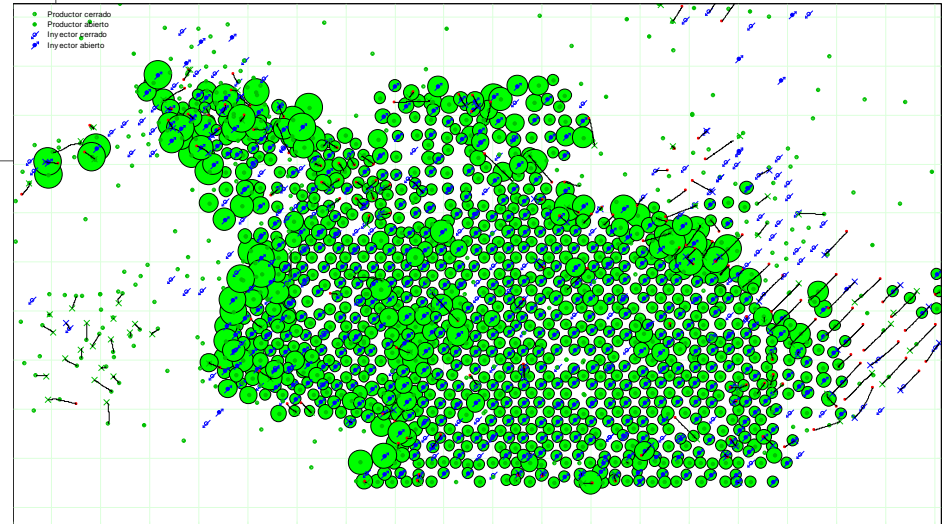
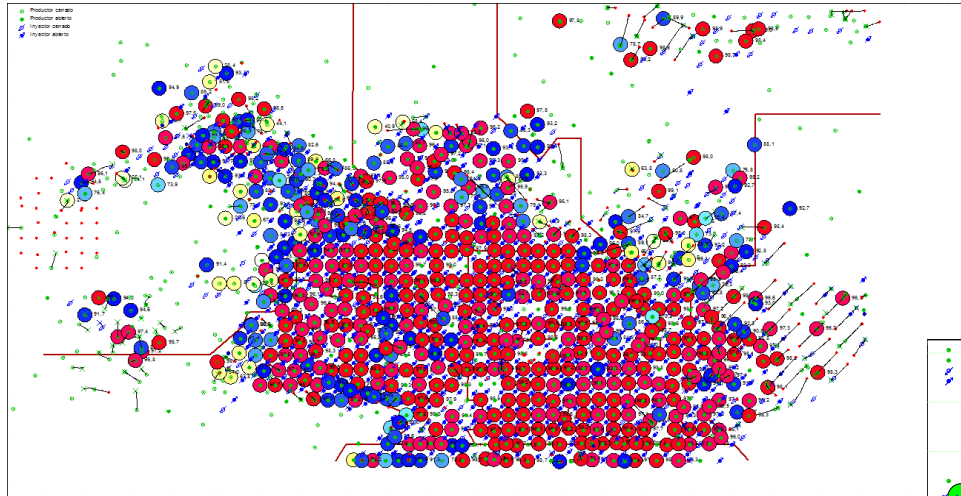
Index

- INTRODUCTION
- Data acquisition
 - CNR, what is it?
 - Importing data with CNR
 - CNR value
- Target value
 - Fluid rates & water injection forecast
- Actual values vs forecast
 - Types of comparison
 - Weekly scheduled comparison
- **Trends and anomalies Analysis**
 - Bubble maps
 - Dashboards
 - Reservoir monitoring
- Decision Making
 - Surveillance using spreadsheets
 - Actions Portfolio
 - Actions: perform & control
- RESULTS
- CONCLUSIONS

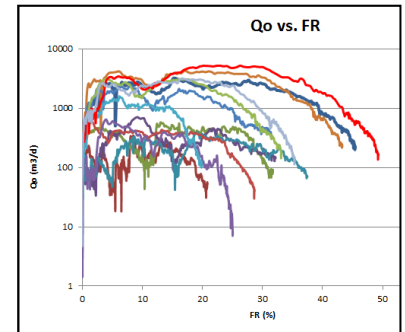
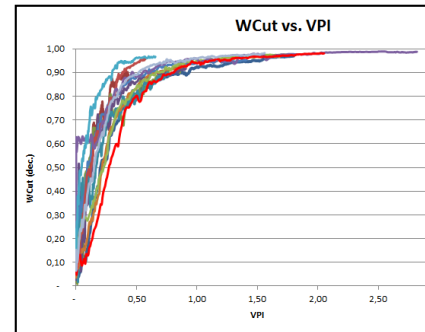
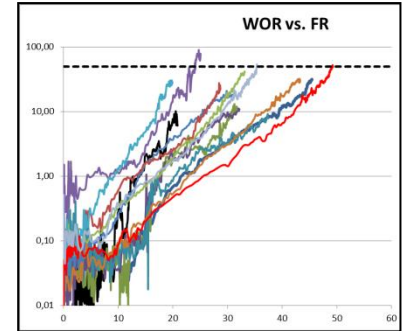
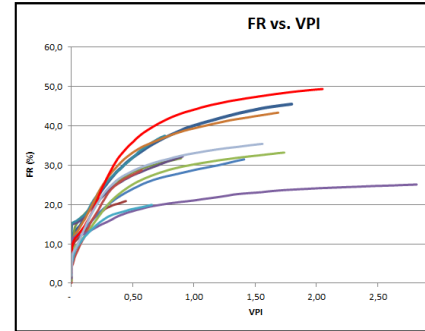
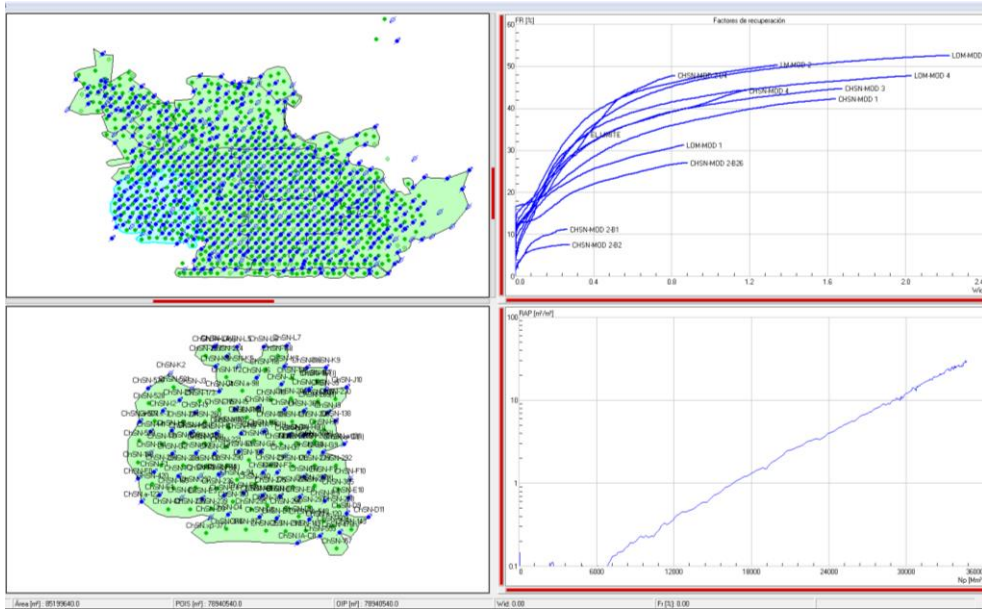
Dashboard



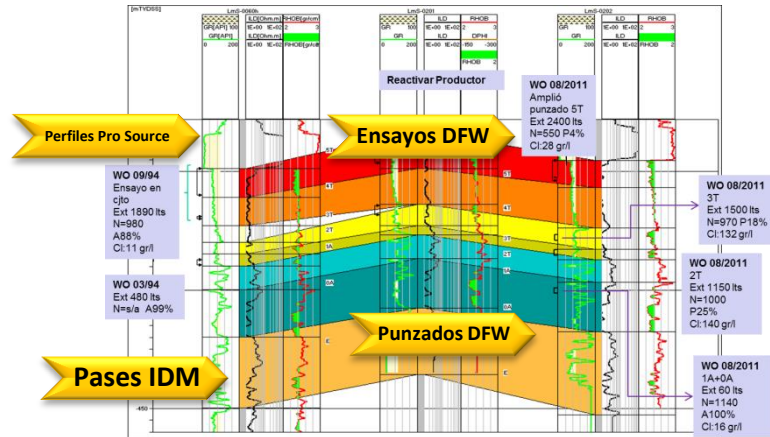
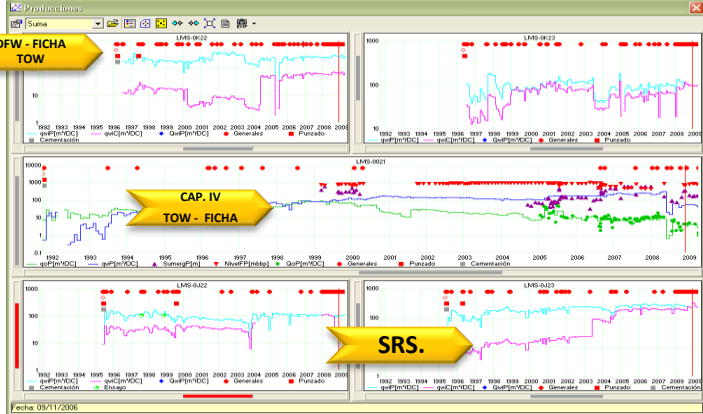
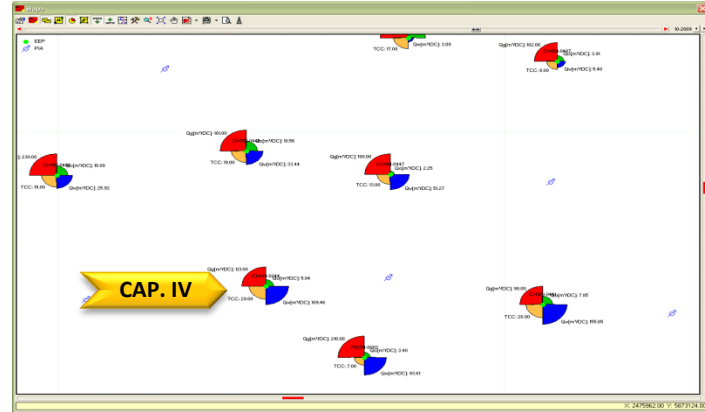
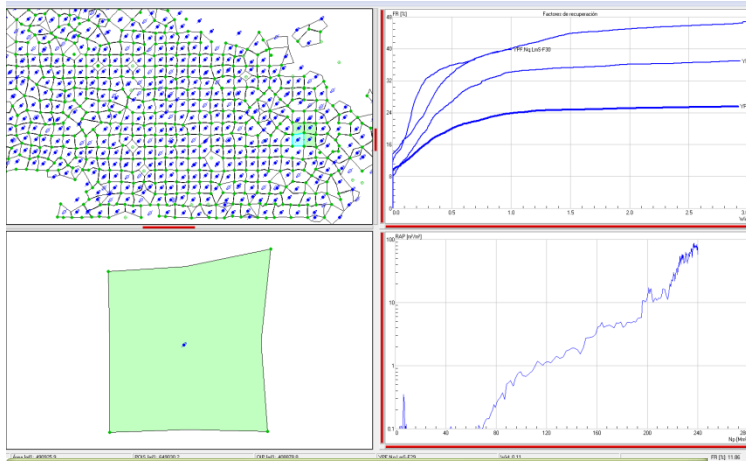
Bubble map



Reservoir monitoring



Reservoir monitoring



- › INTRODUCTION
- › Data acquisition
 - › CNR, what is it?
 - › Importing data with CNR
 - › CNR value
- › Target value
 - › Fluid rates & water injection forecast
- › Actual values vs forecast
 - › Types of comparison
 - › Weekly scheduled comparison
- › Trends and anomalies Analysis
 - › Bubble maps
 - › Dashboards
 - › Reservoir monitoring
- **Decision Making**
 - **Surveillance using spreadsheets**
 - **Actions Portfolio**
 - **Actions: perform & control**
- › RESULTS
- › CONCLUSIONS

Surveillance using spreadsheets

General well data

Injector Ranking

Well status

Rates & Pressures

POZO	Nombre TOW	Nombre completo	RAMA L	SAT	BAT	ZONA	Estado Pozo	Paro	Observación Estado	NETA ASOCIADA	Tipo "A" abandonado "C" convencional "S" selectivo "R" Reemplazado	Válvula de Sup "NO" sin válvula "SI" sin interior "C" = calibrada	Regulado del Satélite	Tags TAG Q Inst. TAG P Sat	Q Minero	Operativo	Q INSTANTANEO vs Operativo	Estado de telemetría Q	PRESION SATELITE Instantanea
------	------------	-----------------	--------	-----	-----	------	-------------	------	--------------------	---------------	--	--	-----------------------	----------------------------------	----------	-----------	----------------------------	------------------------	------------------------------

Last well intervention

Scheduled Winj rate

Valves

Completion integrity

Ultima medición de caudal	Ultima medición de Presion BDP	Ultima medición Presion E/C	Fecha Ultima intervención				Caudal programado por Mandril [m³/d]					Válvulas de instalación selectiva					Profundidad calibres (mbbp)						Profundidad obstrucciones (mbbp)							
			WO	SL	TDF	CTU	MD1	MD2	MD3	MD4	MD5	TOTAL	"SI = sin Interior", "C = calibrada", "NP = no pesca", "SV = sin válvula", "CG = cegada"					48 mm	47 mm	46 mm	45 mm	44 mm	43 mm	42 mm	40 mm	38 mm	Tubing cortado	Carbonato	HP	Relleno
			1	2	3	4	5																							

Completion integrity

Facilities integrity

Annotations

Fugas en tubing		Hermeticidad de PKR					Estado de Instalación de Superficie															OBSERVACIONES								
Caudal (m3/d)	Profundidad (mbbp)	PKr1	PKr2	PKr3	PKr4	PKr5	TIPO DE PUENTE	Cartelería	Acceso	Cabeza de Captación	Cerco	Locación	Manguerote	Soporte puente	Bodega	Bajada (Acometida)	Portafiltro	Tapón roscado portafiltro	Maestra 2 1/2"	Sobrem 2 1/2"	Válvula de 1/2		Válvula de Corte de 1 1/2	Válvula E/C	Retensión	Válvula de purga de 1 1/2	Longitud de Cartería en mts.	Dímetro	Material	INDOPERABLE LIMPIA FILTROS

Surveillance using spreadsheets

Rates: scheduled, field & actual values

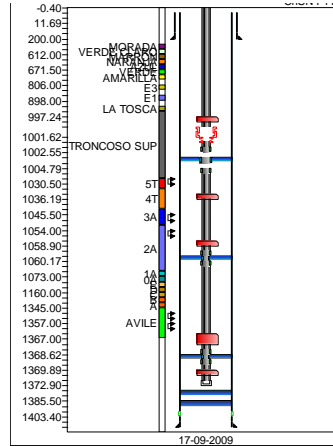
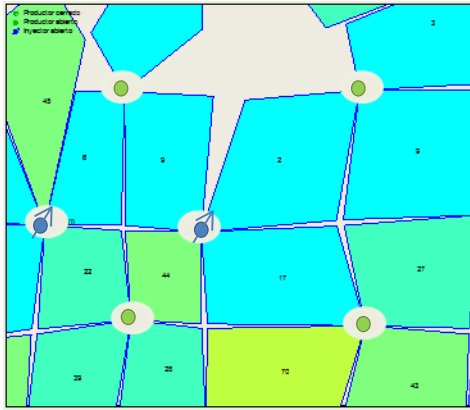
Pozo	Información										Ultimo WO		Ultimo IMF		Ultimo IWL		Instalación										PI	Caudales [m ³ /d]								
	Zona (DBU)	Batería (DBU)	Tipo Pozo (DBU)	Tipo Pozo (TOW)	Sistema Extracción (TOW)	Estado Pozo (TOW)	Estado Pozo (Cap IV)	RAMAL	SATÉLITE	Fecha FIN perforación	Fecha FIN terminación	Fecha FIN evento	Objetivo cumplido	Fecha FIN evento	Objetivo cumplido	Fecha FIN evento	Objetivo cumplido	Fecha Instalación	Tipo de Inyección	Prof. Instalación	Material tubing	Cantidad PKRS	Profundidad Ult. PKR	Fecha Ultimo Calibre	Ultimo Calibre	Cod. Evento Ult. Cal.	Elementos en pesca?	Tope Elem. En Pesca	Cielo Cemento [m/bbp]	P Satélite [kg/cm ²]	Q Instantáneo [m ³ /d]	Q Minero	Q Operativo	Q Real al 17/04/15	Diferencia	Nota asociada

Diagnosis and Actions

Diagnóstico										Revisión										Acción										Responsible		Scoring						
Inyección Normal	Fuga Encima Ultimo PKR	Fuga Ultimo PKR	Fuga Abajo Ultimo PKR	Fuga PKR Intermedio	Cal. debajo Ult. PKR	Calibre (% de Inst.)	Obstrucción por Carbonato	Obstrucción por Caño Corta	Obstrucción por Hta en Pesc	Prestión por Directa	Prestión por Entrecano	Fuga en Casing	Baja Admisión	Optimización	Fecha	Dias sin revisar	Observaciones	Observaciones Históricas	Revisar en Campo	Seguimiento	Calibrar	Regular Caudal	Admisión por capa y PH	Transito de Fluidos	Trazadores Radioactivos	PH de Entrecolumna	Enganchar	Estimular	Coiled Tubing	Reparar Pulling	Reparar WO	Reentubar	Reemplazar	Abandonar	Reservables [km3]	Riesgo técnico [% éxito]	Proyecto	Estado Scoring

Action Portfolio. Team meeting

Well proposal & Reserves calculation

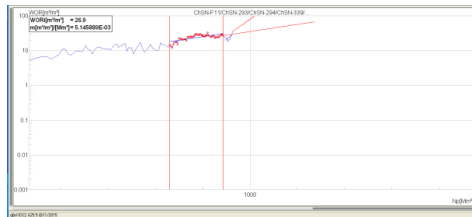
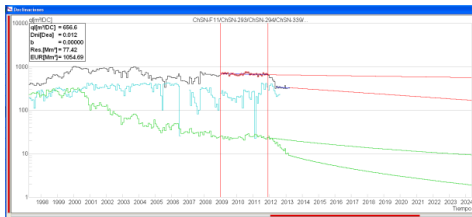


Risk matrix: chance of success for well intervention

1		Condición del CASING	30%
17			
13			
14			
15			
2		Condicion de Instalación de Inyección Actual	70%
77			
73			
74			
75			
76			
Posibilidad de Cumplimiento del Objetivo:			36%



WELL COST



OPORTUNITY VALUE

Actions Portfolio. Ranking

Raw Ranking

Pozo	Control duplicad	Zona	Estado pozo	Reserva [Km3]	Riesg. Mec % Exit	Reserva/Riesgo	Estado de la acción	Fecha perforació	Fecha terminaci	Fecha enganci	TIPO DE ACTIVIDA	Proyecto	Razón intervenció	Equipo	Observaciones
	OK	C	P	17.4	45%	8.37	Validado				RI	Crono Gasto	Obstrucción	WO	pozos vecinos aumentan el declino. Es necesario
	OK	D	N/A	10.4		Completar	En Cronograma PERFORACION				PNP	Avanzadas	Perforación	perfo	
	OK	D	C	8.5	66%	7.17	En Cronograma WO	n/a	03/02/2013	27/02/2013	RI	Crono Gasto	Presión E/C	WO	Cambio de instalacion Convencional y sacar Cuponera en
	OK	B	C	3.0	88%	7.06	Postergado				RP	Crono Gasto	Reactivación	Pull	Reactivar con Pulling luego de que se puso en marcha LR
	OK	A	P	6.0	75%	7.05	Realizado	n/a	13/04/2013	13/04/2013	RP	Plan de Choque	WO	201208	
	OK	C		13.0		Completar	En Cronograma PERFORACION				PRP	PIMES		perfo	
	OK	D	C	8.4	59%	6.64	En Análisis				RI	Crono Gasto	Fuga TBG	WO	Desvinculación de CSG, se levanto pte de inyección, y tie

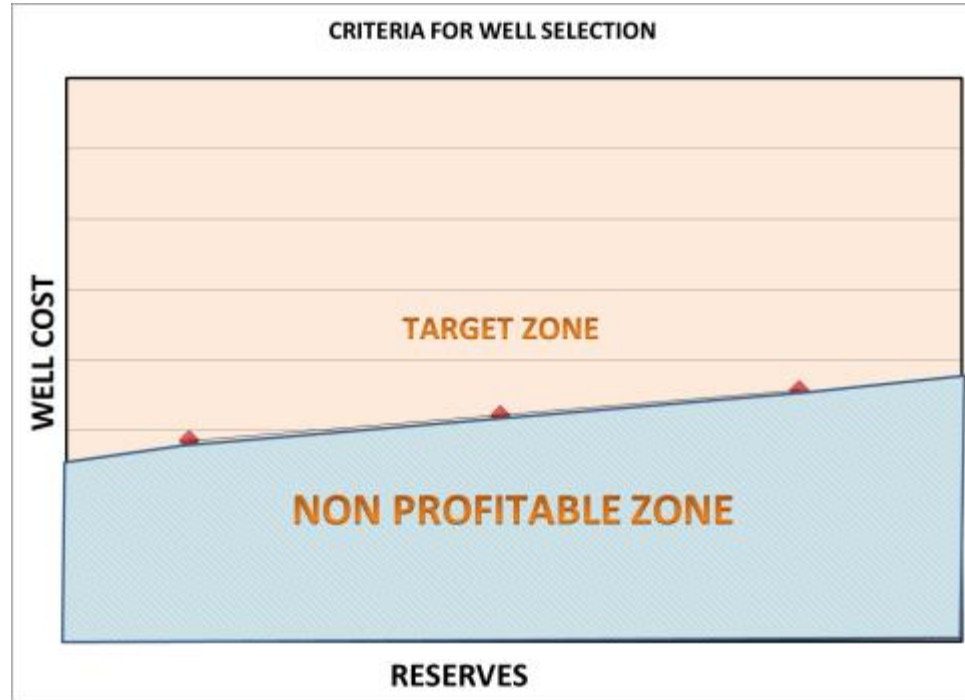
Validated Ranking

Pozo	Control duplicad	Zona	Estado pozo	Reserva [Km3]	Riesg. Mec % Exit	Reserva/Riesgo	Estado de la acción	Fecha perforació	Fecha terminaci	Fecha enganci	TIPO DE ACTIVIDA	Proyecto	Razón intervenció	Equipo	Observaciones
	OK	A	P	14.0	61%	8.47	Validado				RI	Crono Gasto	Obstrucción	WO	Acusa caño cortado/torcido en M2 el cual tenia admision
	OK	C	P	17.4	45%	8.37	Validado				RI	Crono Gasto	Obstrucción	WO	pozos vecinos aumentan el declino. Es necesario
	OK	C	C	9.7	74%	8.06	Validado				RI	Crono Gasto	Fuga CSG	WO	Reparar pozo inyector, reparar fuga o evaluar reentubaci
	OK	D	P	17.5	39%	8.01	Validado				RI	Crono Gasto	Fuga Tbg	WO	Rotura CSG en superficie. Afecta a 5 pozos productores e
	OK	D	P	15.0	46%	7.72	Validado				RI	Crono Gasto	fuga tbg	WO	Pozo con fuga de tbg. Reparar con WO.
	OK	A	C	13.0	42%	6.84	Validado	n/a			RI	Crono Gasto	Reentubación	WO	Pozo con correctiva en el 2005. Obstrucción muy cerca d
	OK	D	P	5.5	73%	6.76	Validado				RI	Crono Gasto	Estimulación	WO	En la Terminación no se realizó ningún tipo de estimula
	OK	C	P	6.3	58%	5.95	Validado				RP	Crono Gasto	Fuga CSG	WO	El pozo presenta problemas hace unos años. Luego de la
	OK	C	C	6.7	56%	5.93	Validado				RI	Crono Gasto	Reactivación	WO	El pozo presenta problemas hace unos años. Luego de la
	OK	C	C	13.4	22%	5.56	Validado				RI	Crono Gasto	Fuga CSG	WO	PERDIDA ENTRE 668 Y 675 mts; Y ENTRE 175 Y
	OK	C	C	8.3	43%	5.50	Validado				RI	Crono Gasto	Fuga CSG	WO	Pozo con fuga desde 2007. Rotura de tubing y casing en l
	OK	D	C	6.2	52%	5.50	Validado				RI	Crono Gasto	Reactivación	WO	Fuga en 530, 525, 520, 352. Posible rotura Csg entre 350
	OK	D	C	4.1	60%	5.43	Validado				RI	Crono Gasto	Reactivación	WO	Rotura en PAG (RA) surge agua en superficie.
	OK	C	P	5.7	48%	5.07	Validado				RI	Crono Gasto	Fuga TBG	WO	Sacar IPN TMSE (desde que se bajo, perdió produccion e
	OK	B	C	4.3	50%	4.79	Validado				RI	Crono Gasto	Preventivo	WO	En TDF de 02/2013 se detecta rotura de tbg en 650mbbp
	OK	A	C	5.9	39%	4.50	Validado				RI	Crono Gasto	Reactivación	WO	Fuga en 1095 mbbp - obstrucción en 554 mbbp
	OK	B	C	6.8	33%	4.35	Validado				RI	Crono Gasto	Reactivación	WO	
	OK	B	C	8.2	13%	3.37	Validado				RI	Crono Gasto	Reactivación	WO	Fuga o Rotura de Casing
											RI	Crono Gasto	Fuga CSG	WO	Caño cortado encima del packer. Presión de línea: 68 kg/

- Unified Actions Portfolio.
- Helps in Change Management
- Helps to prevent duplicity of activities and work on the same well.

Actions Portfolio. Ranking

- Each action has a unique value of reserves and cost.
- Actions are divided: will they need rigs?
- Production is forecasted by well (not using type well).
- Cost is also calculated by well
- Economics are calculated.
- Ranking is updated according to economic value
- Rigs are scheduled
 - When New Technology is proposed we use the same methodology



Actions: perform & control

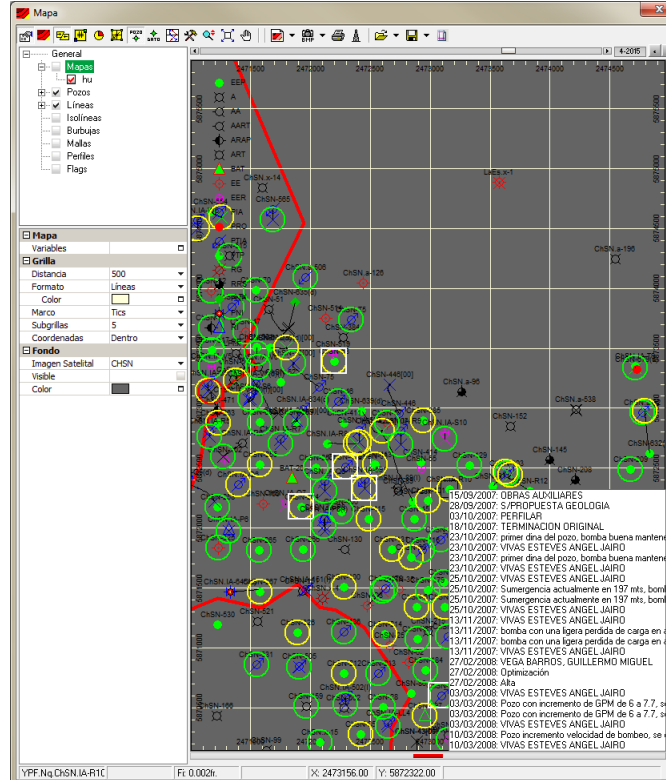
WELL FILE

Creating a new action

	SR_Potencial	SR_Control
Fecha YOW:	21/09/2014	23/04/2013
Bruto YOW (m3/día):	18.50	16.03
Agua YOW (m3/día):	12.78	12.38
Petróleo YOW (m3/día):	5.22	3.65
Gas YOW (m3/día):	330.00	244.75



Following actions



Parámetro: Acción

Valores

- INTERVENCIÓN DE FONDO
- INTERVENCIÓN DE SUPERFICIE
- MEDICIONES
- OTROS
- PROGRAMACIÓN DE PULLING

Acción

- INTERVENCIÓN DE FONDO
- INTERVENCIÓN DE SUPERFICIE
- MEDICIONES
- OTROS
- PROGRAMACIÓN DE PULLING

Rango de fechas: Últimos meses

Rango (meses): 1

Qo Inc. >= 0

Qi Inc. >= 0

Parámetro: Estado

Valores

- CANCELADA
- CUMPLIDA
- PENDIENTE

Estado

- CANCELADA
- CUMPLIDA
- PENDIENTE

Rango de fechas: Últimos meses

Rango (meses): 1

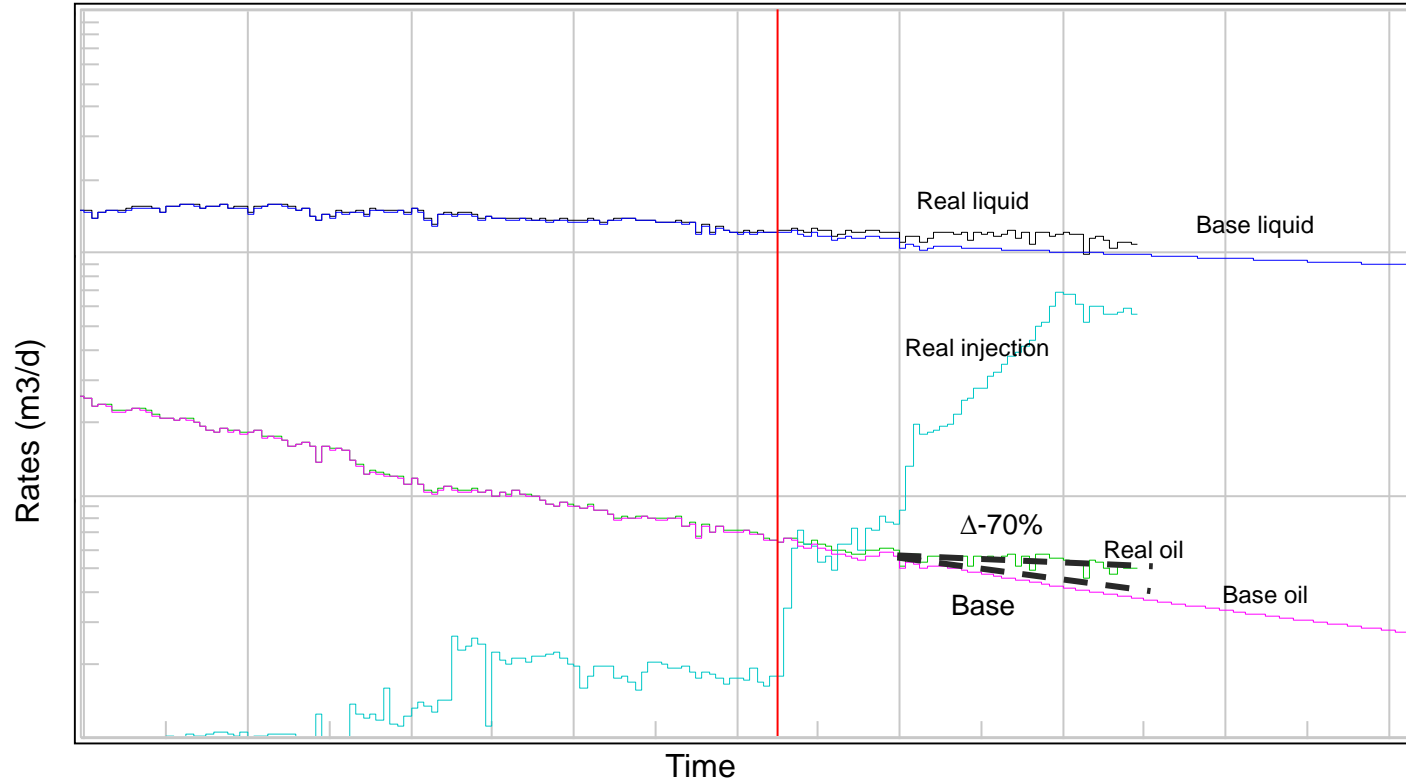
Qo Inc. >= 0

Qi Inc. >= 0

ACTIONS ARE MAPED!

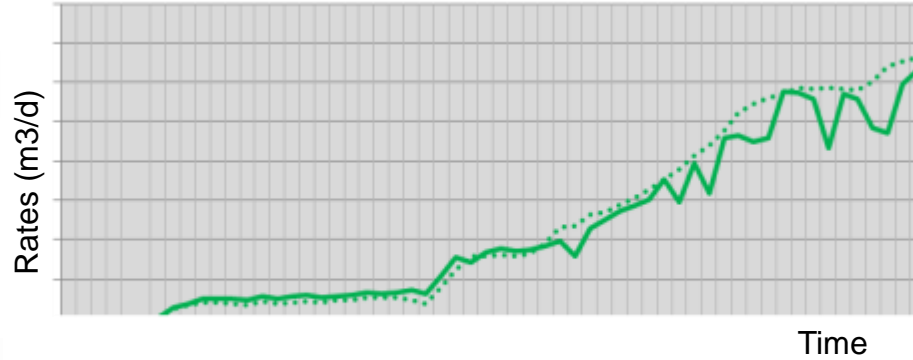
- › INTRODUCTION
- › Data acquisition
 - › CNR, what is it?
 - › Importing data with CNR
 - › CNR value
- › Target value
 - › Fluid rates & water injection forecast
- › Actual values vs forecast
 - › Types of comparison
 - › Weekly scheduled comparison
- › Trends and anomalies Analysis
 - › Bubble maps
 - › Dashboards
 - › Reservoir monitoring
- › Decision Making
 - › Surveillance using spreadsheets
 - › Actions Portfolio
 - › Actions: perform & control
- **RESULTS**
- **CONCLUSIONS**

Results



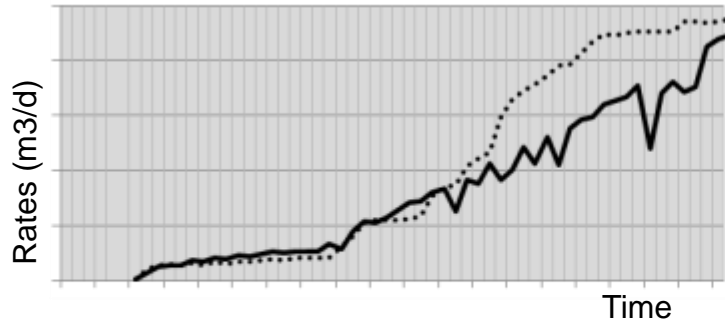
Results

Oil

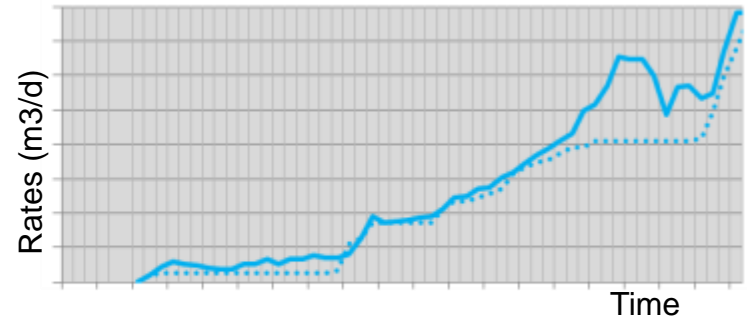


— Real
- - - Forecasted

Liquid

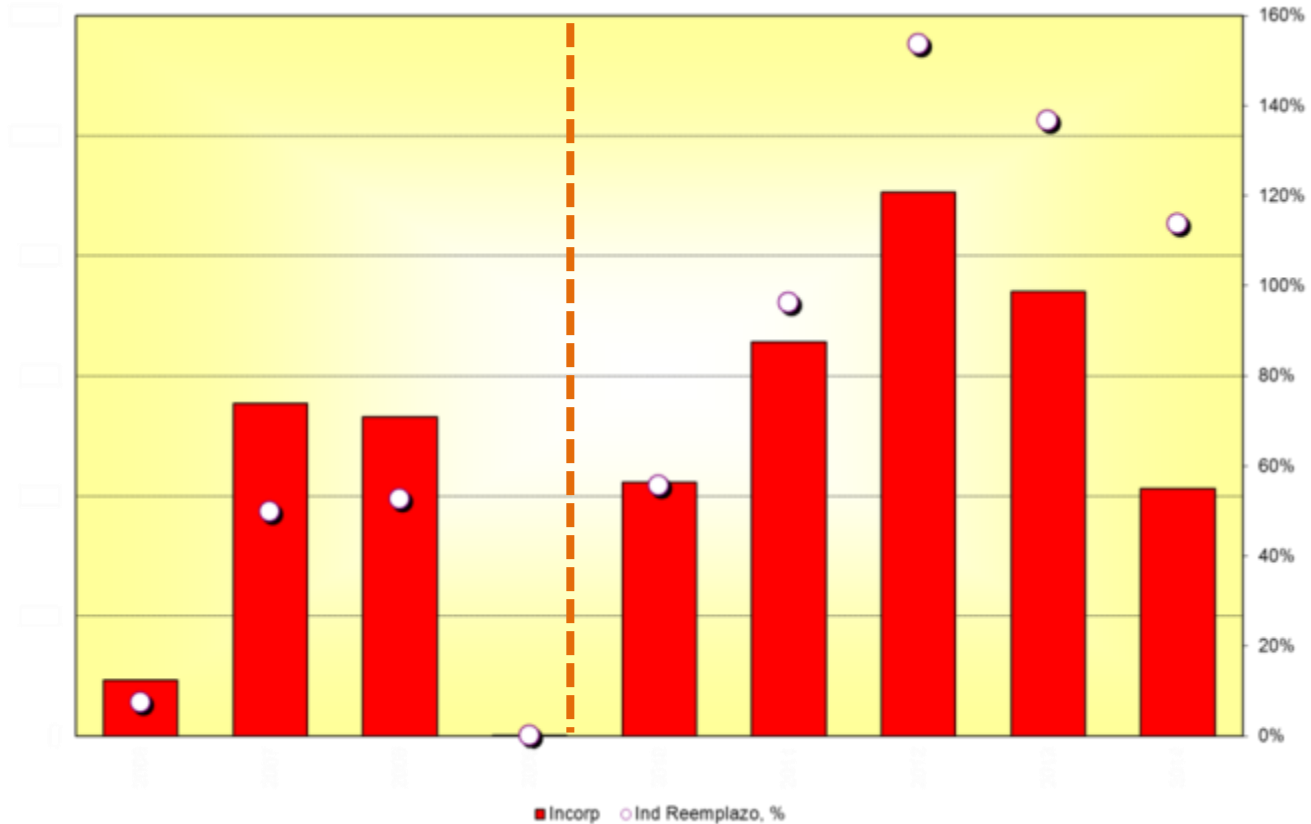


Water Injection



Results

Reserves evolution



Conclusions & Remarks

- The presented model does not focus on the use of multiple graphics and analysis tables available in the industry, which are well known, it rather focuses on the need to have a methodology that allows quick access to quality information in order to have the time required for proper analysis.
- With scarce resources, as it often happens in mature fields is fundamental methodological and systematic work.
- This methodology improves data source quality, because if a mistake is detected, it is corrected in the original data base.



YPF

NUESTRA ENERGÍA